

Electromagnetic Transients Analysis in the Interconnected National System (S.N.I.) at 230 kV and 500 kV voltage level using the real-time digital simulator HYPERSim

Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kV y 500 kV usando el simulador digital en tiempo real HYPERSim

Luis Pazmiño¹Diego Echeverría²Jaime Cepeda²

¹Escuela Politécnica Nacional, EPN, Quito, Ecuador
E-mail: luis.pazmino@epn.edu.ec

²Operador Nacional de Electricidad – CENACE, Quito, Ecuador
E-mail: decheverria@cenace.org.ec; jcepeda@cenace.org.ec

Resumen

El presente trabajo utiliza el Simulador Digital en Tiempo Real HYPERSim para poder modelar los componentes del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), en los niveles de voltaje de 230 kV y 500 kV, y realizar simulaciones en valores instantáneos para transitorios electromagnéticos (EMT) de maniobra. De esta forma, se analizan sobrevoltajes de frente lento originados por maniobras de energización de líneas de transmisión y transformadores. Para esto, se plantea una metodología que permite modelar los elementos del SNI en HYPERSim, sobre la base de un apropiado despliegue conceptual de los modelos de cada componente. El desarrollo del presente trabajo constituye un insumo fundamental para realizar estudios eléctricos en HYPERSim que permitan analizar el comportamiento de transitorios del SNI. Este aspecto es aún más significativo, considerando que el aplicativo HYPERSim no ha sido usado en el país de forma previa. De esta forma, se realizan simulaciones en tiempo real completamente digitales, lo cual permite exaltar las potencialidades del trabajo desarrollado, y permitirá a CENACE realizar estudios especializados futuros de sistemas de potencia, por ejemplo, calibración de relés, diseño de esquemas de protección, pruebas de controladores, etc.

Palabras clave— Transitorios Electromagnéticos, Ondas Viajeras, Sobrevoltajes de Frente Lento, Simulador Digital en Tiempo Real HYPERSim.

Abstract

This paper uses the Real Time Digital Simulator HYPERSim with the aim of modeling the 230 kV and 500 kV components of the National Interconnected System (SNI) in order to perform digital simulations in instantaneous values for analyzing switching electromagnetic transients (EMT). Based on this modeling, overvoltages caused by energization of transmission lines and transformers are then analyzed. For this aim, a methodology for modeling the SNI components is sketched based on a previous conceptual deployment of each power system element model. The development of this work becomes a fundamental tool for performing further electrical studies in HYPERSim that allow analyzing the transient behavior of the SNI. This aspect is even more significant considering that HYPERSim has not been previously used in Ecuador. Thus, a fully real time digital simulation is performed, which allow enhancing the potential of the models developed in this technical study, which will allow CENACE to carry out specialized studies of power systems, for example, relay calibration, design of protection schemes, controller tests, etc.

Index terms— Electromagnetic Transients, Traveling Waves, Slow-Front Overvoltages, Real Time Digital Simulator HYPERSim.

Recibido: 16-05-2018, Aprobado tras revisión: 23-07-2018

Forma sugerida de citación: Pazmiño, L.; Echeverría D.; Cepeda, J. (2018). "Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kV y 500 kV usando el simulador digital en tiempo real HYPERSim"

Revista Técnica "energía". No. 15, Issue I, Pp. 11-20

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2018 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica ecuatoriana se encuentra afrontando muchos desafíos, entre los que se encuentra un incremento en la demanda de energía. Por este motivo, se ha visto la necesidad de expandir el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) [1].

Como parte de esta expansión, es indispensable llevar a cabo una adecuada modelación y simulación del comportamiento del sistema eléctrico, que permita analizar los efectos producidos por cambios en la demanda, cambios e incremento de la generación, incorporación de subestaciones y líneas de transmisión, introducción de nuevas tecnologías, entre otros [2].

En este sentido, diferentes simuladores han sido ampliamente utilizados en la etapa de planificación y en la operación de los sistemas eléctricos durante décadas, siendo usados para una gran cantidad de aplicaciones, relacionadas tanto con simulaciones estáticas como con simulaciones dinámicas, ya sean RMS (simulaciones fasoriales para transitorios electromecánicos) o EMT (simulaciones en valores instantáneos para transitorios electromagnéticos). Estos simuladores pueden operar tanto fuera de línea como en tiempo real, dependiendo de las características funcionales con las que hayan sido diseñados [3].

Los simuladores fuera de línea han sido empleados en la mayoría de los análisis eléctricos, existiendo en la actualidad varios programas que han adquirido prestigio internacional por sus capacidades de análisis y robustez de convergencia, como es el caso del software PowerFactory de DIgSILENT. Sin embargo, la limitación de estos programas es que no permiten realizar simulaciones que corran en sincronismo con el desarrollo del fenómeno eléctrico que se esté analizando, característica que es fundamental para aplicaciones especializadas tales como la ejecución de pruebas en equipos (simulación tipo hardware-in-the-loop HIL) [3] [4]. Por este motivo, desde hace apenas un par de décadas, simuladores en tiempo real han sido desarrollados y puestos a disposición tanto de la industria como de la academia relacionada con el análisis de SEP. Como parte de este tipo de simuladores, CENACE ha adquirido el simulador digital de tiempo real HYPERsim de la Empresa OPAL-RT, el cual permite realizar simulaciones tanto RMS como EMT en tiempo real.

Adicionalmente, la futura operación de un sistema de potencia mucho más grande y complejo es una realidad inminente. En este sistema, la ocurrencia de contingencias que provoquen transitorios electromagnéticos de consecuencias moderadas o graves es mucho más probable. En este sentido, el análisis transitorio del SNI se vuelve cada vez más necesario con el objetivo de mejorar las tareas de planeamiento y operación en tiempo real [2].

La simulación digital para estudios especializados de sistemas eléctricos de potencia es una herramienta

tecnológica que ha venido evolucionando en las últimas décadas. Los simuladores actuales, como HYPERsim, cuentan con un software de simulación y un hardware que permite realizar la simulación en tiempo real y a su vez interactuar con dispositivos externos, a través de las entradas y salidas del simulador por medio de convertidores analógicos y digitales [3].

En este contexto, una adecuada representación del Sistema Nacional Interconectado para el estudio de sobrevoltajes, en conjunto con un modelo matemático adecuado y un software de simulación robusto, asegurarán simulaciones suficientemente precisas.

Sobre la base de lo mencionado, en el presente trabajo se utiliza el Simulador Digital en Tiempo Real HYPERsim con el fin de modelar adecuadamente los componentes del Sistema Nacional Interconectado en los niveles de voltaje de 230 kV y 500 kV, y analizar sobrevoltajes de frente lento originados por maniobras de energización de líneas de transmisión y transformadores de la red de 500 kV del S.N.I., los cuales serán energizados siguiendo los lineamientos operativos dados por CELEC EP TRANSELECTRIC y CENACE.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Transitorios electromagnéticos

Los transitorios electromagnéticos son manifestaciones externas, que resultan de la interacción de la energía almacenada en los elementos capacitivos e inductivos del sistema eléctrico [5].

Estos fenómenos transitorios en sistemas de potencia son causados por operaciones de maniobra, fallas, y otras perturbaciones, como rayos. Aparecen con una gama de frecuencias que van desde la frecuencia fundamental a varios MHz [5].

El periodo transitorio suele ser muy corto, puede ocurrir a una escala de tiempo que va desde los microsegundos (μs) hasta algunos ciclos. Sin embargo, estos periodos transitorios son extremadamente importantes, ya que los componentes del sistema están expuestos a un gran estrés debido a los sobrevoltajes y sobrecorrientes que se pueden presentar [5]. Debido a esto, los componentes pueden sufrir daño en su aislamiento llegando a situaciones extremas de deshabilitar un enlace o una máquina o dejar fuera de operación a una central o una subestación.

Por esta razón, el análisis de transitorios electromagnéticos constituye una base fundamental para la elaboración de las especificaciones técnicas del equipamiento de los sistemas de potencia, así como para la coordinación de aislamiento en subestaciones y líneas de transmisión [6].

2.2. Sobrevoltajes

Los sobrevoltajes se presentan como una elevación de voltaje en cualquier punto del sistema. Éstos pueden ser

fase - fase o fase - tierra, y aparecen con un voltaje pico mayor al voltaje pico máximo del sistema poniendo en riesgo a los equipos, reduciendo su desempeño o causando un daño permanente en los mismos [6].

2.2.1. Clasificación de los Sobrevoltajes

Los sobrevoltajes son fenómenos transitorios que pueden ser de origen externo, ocasionados por condiciones ajenas al sistema eléctrico, por ejemplo, una descarga atmosférica, y de origen interno que se originan en la propia red eléctrica, y que pueden ser maniobras o fallas en la operación continua del sistema eléctrico [6].

Según la Norma IEC 60071-1, los sobrevoltajes pueden clasificarse, de acuerdo con una forma de onda y con una duración normalizadas, en sobrevoltajes de baja frecuencia y sobrevoltajes transitorios.

Los sobrevoltajes de baja frecuencia se clasifican a su vez en voltajes permanentes a frecuencia industrial y sobrevoltajes temporales, mientras que los sobrevoltajes transitorios se clasifican en sobrevoltajes de frente lento, sobrevoltajes de frente rápido y sobrevoltajes de frente muy rápido [6].

Una de las características más importantes del estudio de sobrevoltajes es conocer la gama de frecuencias con las que aparecen, lo cual se indica en la Tabla 1 [6] [7].

Tabla 1: Rango de frecuencia de los sobrevoltajes

Grupo	Gama de frecuencia	Tipo de onda	Representación
1	0,1 Hz – 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobrevoltajes temporales
2	60 Hz – 20 kHz	Frente lento	Sobrevoltajes de maniobra
3	10 kHz – 3 MHz	Frente rápido	Sobrevoltajes por rayos
4	100 kHz – 50 MHz	Frente muy rápido	Sobrevoltaje de maniobra en gis

2.3. Ondas Viajeras en líneas de transmisión

Al energizar una línea de transmisión aparecen ondas de voltaje y corriente que viajan a lo largo de la línea en forma de ondas electromagnéticas, propagándose toda la energía por medio de los conductores, generalmente en ambos sentidos de la línea [8]. Al llegar a los terminales de la línea aparecen ondas reflejadas que viajan en sentido contrario y sobrepuestas a las ondas iniciales, este proceso se mantiene hasta que las ondas se atenúan por efecto de las pérdidas en las líneas de transmisión [8].

La ecuación (1) es conocida como la ecuación de la onda viajera de una línea de transmisión sin pérdidas, es decir donde no hay disipación de potencia [8]:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial t^2} = \frac{1}{LC} \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \tag{1}$$

Donde:

v : Caída de voltaje serie a lo largo de la línea [V].

C : Capacitancia de la línea [F/km].

L : Inductancia de la línea [H/km].

x : Distancia de la línea [km].

t : Tiempo [s].

Una solución general a la ecuación de la onda viajera toma en cuenta la ocurrencia simultánea de la onda de voltaje en ambos sentidos de la línea, está dada:

$$v = f_1(x - vt) + f_2(x + vt) \tag{2}$$

Donde:

v : Onda de voltaje

v : Velocidad de propagación [m/s].

$(x - vt)$: Representa la dirección positiva en el eje x de la onda de voltaje.

$(x + vt)$: Representa la dirección negativa en el eje x de la onda de voltaje.

El circuito de la Fig. 1 representa la energización de un tramo de línea, desde el extremo generador hasta el extremo receptor, en donde para facilidad de cálculo se supone una impedancia Z_R puramente resistiva.

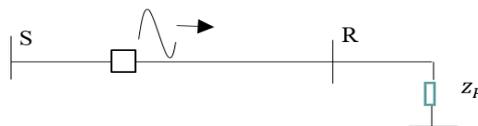


Figura 1: Energización de una línea desde el extremo generador que termina con una impedancia Z_R en el extremo receptor

El fenómeno de reflexión de ondas viajeras en una línea no necesariamente ocurre en los extremos de la línea, se tienen situaciones en donde se une una línea con otra de diferente impedancia característica, una onda incidente en la unión se comportará como si la primera línea estuviera terminada en la impedancia característica de la segunda línea. Sin embargo, aquella parte de la onda incidente que no se ha reflejado, viajará como una onda transmitida o refractada por la segunda línea, en cuya terminación podrá ocurrir una onda reflejada [8]. Por lo tanto, las bifurcaciones de una línea originan ondas incidentes, reflejadas y refractadas.

Los coeficientes de reflexión y refracción para una línea terminada en una carga resistiva quedan determinados por las siguientes ecuaciones:

$$\beta = \frac{Z_R - Z_C}{Z_R + Z_C} \tag{3}$$

$$\alpha = \frac{2Z_R}{Z_R + Z_C} \tag{4}$$

Donde:

β : Coeficiente de reflexión de la onda de voltaje.



α : Coeficiente de refracción de la onda de voltaje.
 Z_R : Impedancia en el extremo receptor (resistiva).
 Z_c : Impedancia característica de la línea.

La impedancia característica de la línea está definida por la siguiente ecuación:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (5)$$

Donde:

C: Capacitancia de la línea [F/km].

L: Inductancia de la línea [H/km].

2.4. Modelo de cálculo de parámetros de líneas de transmisión

Los modelos de cálculo de parámetros de líneas de transmisión están relacionados con el tipo de fenómeno electromagnético que se desea estudiar. Estos modelos representan a la línea de transmisión a lo largo de toda su longitud.

En el presente artículo se analizan transitorios electromagnéticos de frente lento, por lo que los sobrevoltajes pueden ser descritos como ondas viajeras. Por tal motivo, una consideración adecuada sería representar a la línea de transmisión con parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia porque tanto la corriente y el voltaje varían a lo largo de la línea.

Los modelos de líneas con parámetros dependientes de la frecuencia son importantes dentro del análisis de transitorios electromagnéticos ya que permiten evaluar de forma precisa la contribución natural distribuida de las pérdidas en una línea de transmisión [9].

Los parámetros eléctricos de la línea son funciones dependientes de la frecuencia, por lo que las ecuaciones de la impedancia característica y la constante de propagación están expresadas por [9]:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R'(\omega) + j\omega L'(\omega)}{G'(\omega) + j\omega C'(\omega)}} = \sqrt{\frac{Z'(\omega)}{Y'(\omega)}} \quad (6)$$

$$\gamma(\omega) = \sqrt{(R'(\omega) + j\omega L'(\omega))(G'(\omega) + j\omega C'(\omega))} \quad (7)$$

$$\gamma(\omega) = \alpha(\omega) + j\beta(\omega) \quad (8)$$

El circuito equivalente de una línea en el dominio de la frecuencia se indica en la Fig. 2 [9]:

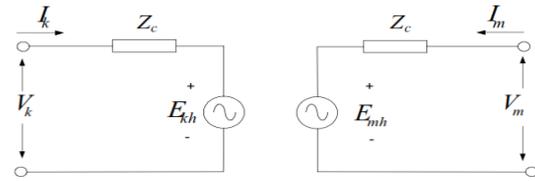


Figura 2: Circuito equivalente de una línea con parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia

Las ecuaciones que relacionan el voltaje y la corriente en los extremos de la línea están determinadas por las siguientes expresiones [9]:

$$V_k(\omega) = Z_c(\omega)I_k(\omega) + E_{mh}(\omega) \quad (9)$$

$$V_m(\omega) = Z_c(\omega)I_m(\omega) + E_{kh}(\omega) \quad (10)$$

Donde:

$$E_{mh} = [V_k(\omega) + Z_c(\omega)I_k(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \quad (11)$$

$$E_{kh} = [V_m(\omega) + Z_c(\omega)I_m(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \quad (12)$$

E_{mh} y E_{kh} son las fuentes históricas en los nodos k y m

Z_c : Impedancia característica

γ : constante de propagación

Para obtener la respuesta de la línea en el dominio del tiempo, se hace uso de la operación de convolución. Utilizando las siguientes ecuaciones se puede pasar del dominio de la frecuencia al dominio del tiempo [9]:

$$A(\omega)F_m(\omega) \Leftrightarrow a(t) * f_m(t) \quad (13)$$

$$a(t) * f_m(t) = \int_{\tau}^t a(u)f_m(t-u)du \quad (14)$$

Donde:

$A(\omega) = e^{-\gamma(\omega)l} = e^{-\alpha(\omega)l} - e^{-j\beta(\omega)l}$, representa la matriz de propagación.

$e^{-\alpha(\omega)l}$: es la componente de atenuación.

$e^{-j\beta(\omega)l}$: es la componente de cambio de fase.

$a(t)$: es la transformación en el dominio del tiempo (respuesta impulso) de $e^{-\alpha(\omega)l}$.

β : es la transformación en el dominio del tiempo de $e^{-j\beta(\omega)l}$, conocida como retardo de tiempo.

τ : es el tiempo en segundos que un impulso utiliza para viajar de un extremo de la línea a otro.

2.5. Modelo de cálculo de parámetros de un transformador

Para el cálculo de los parámetros de los transformadores se utiliza el modelo de un transformador de tres devanados que se indica en la Fig. 3. El modelo de la rama de magnetización puede asignarse a cualquiera de los tres devanados. Todos los devanados están

acoplados magnéticamente por el núcleo del transformador [10].

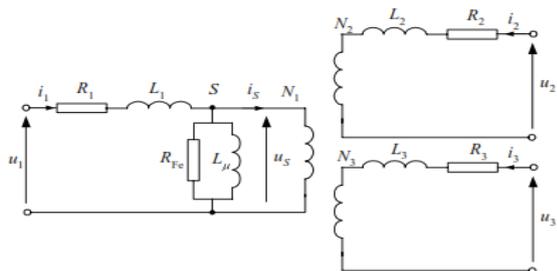


Figura 3: Modelo de un transformador de tres devanados

Los parámetros del circuito equivalente se determinan experimentalmente mediante las pruebas de vacío y corto circuito del transformador. El circuito equivalente del transformador para parámetros longitudinales se muestra en la Fig. 4 [10]:

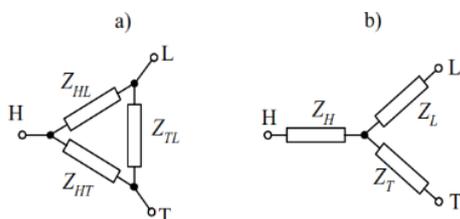


Figura 4: Circuito equivalente de un transformador de tres devanados, (a) arreglo en delta y (b) arreglo en estrella

Para el cálculo de las impedancias se lo hace a partir de las siguientes ecuaciones [10]:

$$Z_{HL} = \frac{u_{KHL} U_{rH}^2}{100 \cdot S_r} \quad (15)$$

$$Z_{HT} = \frac{u_{KHT} U_{rH}^2}{100 \cdot S_r} \quad (16)$$

$$Z_{LT} = \frac{u_{KLT} U_{rL}^2}{100 \cdot S_r} \quad (17)$$

Donde:

u_{KHL} , u_{KHT} , u_{KLT} : Son los respectivos voltajes de corto circuito (%).

U_{rH} , U_{rL} , U_{rT} : Son los voltajes nominales de los respectivos devanados en [kV].

S_r : Es la potencia base en [MVA].

Generalmente, la potencia y el voltaje más elevado de los devanados son considerados como base.

Los parámetros del circuito de la Fig. 3 pueden ser determinados por transformación del diagrama de la Fig. 4, por lo tanto, las ecuaciones para las impedancias de los devanados están determinadas por las siguientes ecuaciones [10]:

$$Z_H = 0,5(Z_{HL} + Z_{HT} - Z'_{LT}) \quad (18)$$

$$Z_L = 0,5(Z_{HL} + Z'_{LT} - Z_{HT}) \quad (19)$$

$$Z_T = 0,5(Z_{HT} + Z'_{LT} - Z_{HL}) \quad (20)$$

Donde todos los valores de las impedancias están referidas al lado de alto voltaje.

Conociendo los valores de la resistencia de cada devanado, se pueden determinar los valores de la reactancia. La reactancia para el devanado de alto voltaje está expresada por la siguiente ecuación [10]:

$$X_H = \sqrt{Z_H^2 - R_H^2} \quad (21)$$

3. SIMULACIÓN DIGITAL EN TIEMPO REAL

3.1. Conceptos Básicos

Una simulación es una representación de la operación, funcionamiento o características de un sistema a través del uso o ejecución de otro sistema [11].

La simulación digital en tiempo real de un sistema eléctrico consiste en la reproducción de las formas de onda de voltaje y corriente, con la precisión deseada, que son representativas del comportamiento del sistema de potencia real que se está modelando [3].

El simulador digital en tiempo real debe resolver un conjunto de ecuaciones algebraico - diferenciales (DAE) del modelo para un paso de tiempo dado, estas ecuaciones se muestran a continuación [11]:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y, t), & x(t_0) &= x_0 \\ 0 &= g(x, y, t), & y(t_0) &= y_0 \end{aligned} \quad (22)$$

Donde:

f: representa el conjunto de ecuaciones diferenciales.

g: representa el conjunto de ecuaciones algebraicas.

x: es el vector de variables de estado.

y: es el vector de variables algebraicas.

La simulación digital en tiempo real usa generalmente una simulación con tiempo discreto y paso de tiempo constante. Durante la simulación de tiempo discreto, el tiempo avanza en pasos de igual duración. Esto se conoce comúnmente como simulación de paso de tiempo fijo [4].

Para resolver las DAE en un paso de tiempo dado, cada variable (o sistema) de estado se resuelve sucesivamente como una función de las variables y los estados en el final del tiempo de paso precedente,

mediante la aplicación de diferentes tipos de métodos numéricos [3].

Durante una simulación de tiempo discreto, la cantidad de tiempo real requerido para resolver todas las DAE que representan un sistema en un paso de tiempo dado (tiempo de ejecución T_e) pueden obedecer dos situaciones: *i*) ser menor o igual que la duración del paso de tiempo seleccionado (correspondiente a la duración del fenómeno eléctrico real – Real-time clock R_{tc}), y *ii*) ser mayor que la duración del paso de tiempo (R_{tc}) [4].

En la primera situación la simulación se considera *en tiempo real*, si T_e es menor que R_{tc} , la diferencia $R_{tc} - T_e$ constituirá el tiempo de espera (*Idle time*) [3].

La segunda situación, en cambio, se refiere a una simulación *fuera de línea*, en donde la diferencia entre $T_e - R_{tc}$ constituirá el tiempo de atraso (*Overrun*) [4].

En la Fig. 5 se observa los dos casos de simulación, tanto en tiempo real como fuera de línea [4].

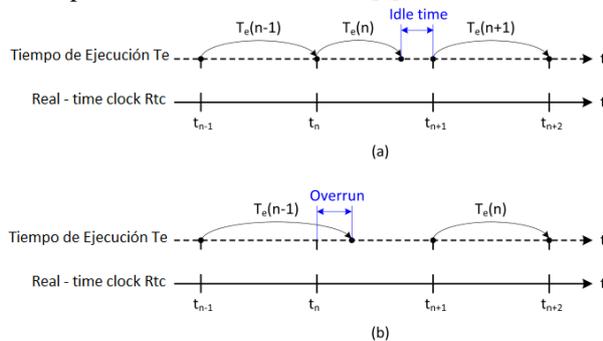


Figura 5: a) Simulación en Tiempo real. b) Simulación Fuera de Línea

3.2. Categorías de simulación digital en tiempo real

La simulación digital en tiempo real aplicada al dominio de los sistemas eléctricos de potencia puede clasificarse en dos categorías [4]:

1. Simulación digital en tiempo real completamente digital (software-in-the-loop SIL)
2. Simulación digital en tiempo real tipo hardware-in-the-loop (HIL)

Una simulación digital en tiempo real del tipo SIL, requiere de la modelación de todos los componentes del sistema (incluidos los sistemas de control, protección y otros accesorios y dispositivos), y no implica interfaces externas o relacionadas con entradas y salidas (I/O) [4].

Por otro lado, una simulación digital en tiempo real HIL, se refiere a la condición en la que ciertos componentes modelados en la simulación digital en tiempo real totalmente digital han sido reemplazados con componentes físicos reales, por ejemplo: controladores, dispositivos de protección, etc [4].

3.3. Simulador Digital en Tiempo Real HYPERSim

HYPERSim es una herramienta para simular transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia de gran escala con un paso de tiempo de $25 \mu s - 100 \mu s$ [12].

La técnica de simulación que utiliza HYPERSim es la misma que EMTP (regla de integración trapezoidal), excepto para simulaciones en tiempo real, en este tipo de simulación las tareas de cálculo se distribuyen entre los procesadores en paralelo disponibles, lo cual se realiza de forma automática de acuerdo con las restricciones de tiempo (paso de integración) y las entradas y salidas. Con el uso de técnicas de procesamiento en paralelo, HYPERSim ofrece opciones de simulación en modo fuera de línea, en tiempo real y en modo acelerado o más rápido que en tiempo real [12].

El simulador HYPERSim cuenta con modelos de elementos básicos como resistores, capacitores, inductores no acoplados y acoplados, transformadores incluyendo el efecto de saturación e histéresis, líneas de transmisión, reactores saturables, bancos de capacitores, interruptores y seccionadores, máquinas de inducción, máquinas sincrónicas, turbinas, excitadores, gobernadores, fuentes de voltaje, supresores y varistores, cargas dinámicas y dispositivos FACTS. Los mismos modelos detallados se usan para la simulación en modo fuera de línea, así como para la simulación en tiempo real, a diferencia de otros simuladores en tiempo real que usan modelos simplificados para la simulación en tiempo real [13].

HYPERSim está especialmente diseñado para realizar estudios de transitorios electromagnéticos (EMT), además de estudios especializados de sistemas de potencia utilizando la simulación en tiempo real. Los estudios que se pueden realizar con HYPERSim son [12]:

- Sobrevoltajes por descargas atmosféricas
- Sobrevoltajes por maniobras y fallas
- Estudios estadísticos de sobrevoltajes
- Estabilidad transitoria en el arranque de motores
- Aplicaciones de Electrónica de Potencia
- Estudios de arco eléctrico en interruptores
- Dispositivos FACTS: STATCOM, SVC, UPFC, TCSC
- Análisis de armónicos
- Pruebas en dispositivos de protección
- Análisis de flujos de potencia

4. CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL S.N.I.

Para que una simulación de transitorios electromagnéticos sea lo suficientemente precisa, la misma requiere de una representación matemática rigurosa de cada componente. La representación de un componente puede ser muy distinta para uno u otro tipo

de sobrevoltaje, por lo que una representación aceptable en la gama completa de frecuencias resulta ser muy complicada de obtener y para algunos componentes es prácticamente imposible [6].

Sobre la base de lo mencionado y considerando el tipo de transitorio objetivo del presente artículo (sobrevoltajes de frente lento), se han definido los componentes que se utilizarán para representar al S.N.I.: líneas aéreas de transmisión, subestaciones, transformadores, generadores sincrónicos (incluyendo la interconexión con el sistema colombiano a través de un equivalente estático tipo Thévenin y sin considerar la modelación de los controladores para fenómenos electromecánicos), reactores, capacitores e interruptores.

Esta definición se basa en ciertas directrices para el análisis de transitorios electromagnéticos de frente lento, originados por maniobras, respecto de la representación de los componentes de un sistema de potencia, propuestas por varias instituciones internacionales, tales como: IEEE, CIGRE e IEC [6]. Estas directrices especifican que los componentes fundamentales para representar al sistema de potencia son las líneas aéreas y los transformadores de potencia, por lo que requieren una modelación a detalle. En el caso de una línea, por ejemplo, que se la represente por medio de parámetros distribuidos; mientras que para los transformadores es necesario tener en cuenta los efectos de saturación, pérdidas en el hierro y en el cobre.

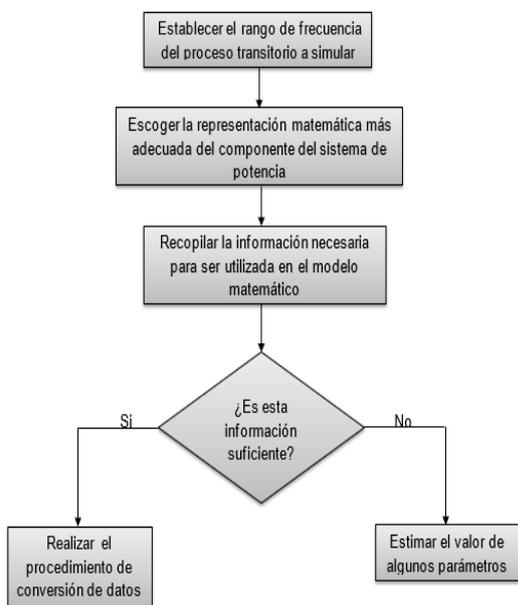


Figura 6: Procedimiento para obtener la representación de los componentes del S.N.I.

Un generador sincrónico se representa como una fuente de voltaje trifásica ideal detrás de una impedancia Thévenin (que en una modelación más detallada podría ser dependiente de la frecuencia), no se incluyen: la saturación, el control de excitación ni el sistema mecánico. Esta representación puede llegar a ser

razonablemente precisa para estudios de transitorios durante los primeros ciclos de una perturbación transitoria [14].

De lo mencionado anteriormente se plantea un procedimiento para representar a los elementos del Sistema Nacional Interconectado, que se muestra en la Fig.6.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Las líneas de transmisión del sistema de 500 kV se empiezan energizando a partir de la subestación El Inga 500 kV, utilizando interruptores con mando sincronizado (cierre en el cruce por cero de la onda de voltaje de cada fase) en todas las subestaciones de 500 kV excepto para la subestación San Rafael en la que se utilizan interruptores con resistencias de preinserción con un valor de 400 Ω.

Una vez energizado el primer circuito de El Inga – San Rafael – Coca Codo, entrarán las unidades de la Central Coca Codo Sinclair. Por último, se energiza el tramo Chorrillos – Tisaleo – El Inga. Todas las energizaciones se realizan en demanda mínima, en las que se obtienen las peores condiciones (poca generación, baja carga), con la red de 230 kV energizada.

Para la energización de los transformadores 230/500 kV, se lo realiza por el lado de alto voltaje, y cuando la onda de voltaje cruza por cero.

A continuación, se indican las formas de onda de voltaje en valores instantáneos, y al final de la sección se muestra un resumen con los resultados obtenidos.

5.1. Energización LT1 El Inga – San Rafael 500 kV

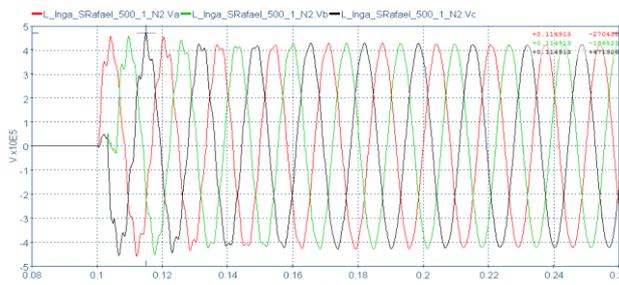


Figura 7: Señales de voltaje Línea El Inga – San Rafael, lado de San Rafael 500 kV

Luego de energizar la LT1 El Inga – San Rafael 500 kV, se obtienen mayores sobrevoltajes al lado de la SE San Rafael, que es producto de las ondas viajeras y del Efecto Ferranti que se presentan al energizar la línea en vacío. Hay que mencionar que el efecto de las ondas viajeras es más notorio en líneas de transmisión largas.

5.2. Energización LT1 San Rafael – Coca Codo 500 kV



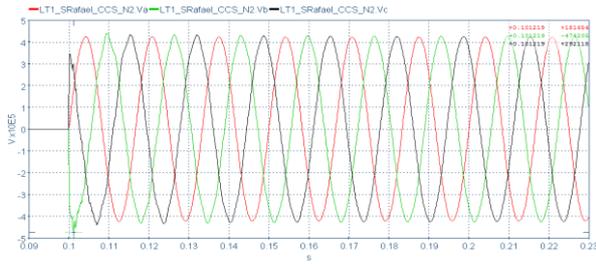


Figura 8: Señales de voltaje Línea 1 San Rafael – Coca Codo, lado de Coca Codo 500 kV

Los sobrevoltajes obtenidos al energizar la LT1 San Rafael – Coca Codo 500 kV, usando un interruptor con resistencias de preinserción, no ponen en riesgo al aislamiento de la línea, debido a que es una línea corta.

5.3. Energización LT Chorrillos – Tisaleo

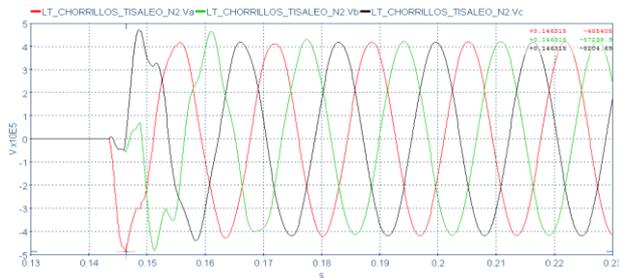


Figura 9: Señales de voltaje Línea Chorrillos - Tisaleo, lado de Tisaleo 500 kV

Los sobrevoltajes producidos por maniobras de líneas de transmisión dependen de algunos factores, entre ellos, la impedancia equivalente del sistema en el punto de la energización y el tipo de control para limitar los sobrevoltajes, que son necesarios en sistemas con niveles de voltaje superiores a los 230 kV. En la energización de la línea Chorrillos – Tisaleo, que es la línea más larga del sistema de 500 kV, y en la que más precaución se debe tener por la cantidad de potencia reactiva que inyectará al sistema.

5.4. Energización LT El Inga – Tisaleo

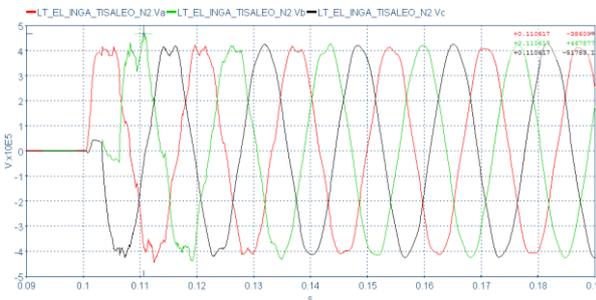


Figura 10: Señales de voltaje Línea El Inga - Tisaleo, lado de Tisaleo 500 kV

Los resultados obtenidos luego de energizar las líneas de transmisión de la red de 500 kV se muestran en la Tabla 2, de lo que se puede observar que los sobrevoltajes dependen del método para limitar los sobrevoltajes, ya sea con resistencias de preinserción o mando sincronizado, y de la impedancia equivalente en el punto de energización.

5.5. Energización del transformador de la SE El Inga 230/500 kV

El análisis de la corriente de Inrush se lo hace energizando el transformador desde el lado de 500 kV.

A continuación, se presentan las formas de onda de corriente (Fig.11) y voltaje (Fig. 12) en el lado de alto voltaje, al momento que se energiza el transformador de El Inga 230/500 kV.

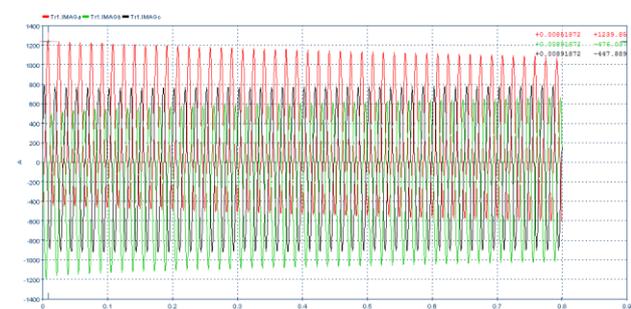


Figura 11: Corriente de magnetización del transformador de la SE El Inga en el cruce por cero de la onda de voltaje de la fase A

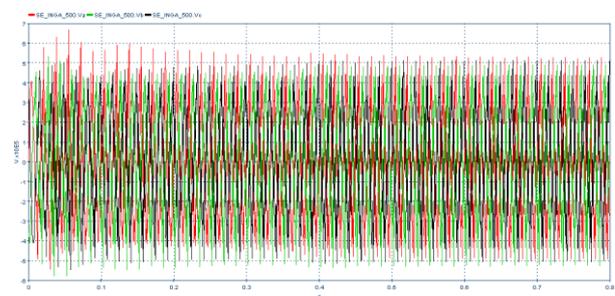


Figura 12: Sobrevoltaje en el lado de 500 kV del transformador de El Inga 500 kV

Las formas de onda que se presentan en la Fig.12 son básicamente por efectos de la saturación que presenta el material ferromagnético del núcleo del transformador al momento de su energización.

En la Tabla 3 se presenta un resumen con los resultados obtenidos en la energización de los transformadores de las subestaciones de 500 kV del Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 2: Sobrevoltajes originados en la energización de las líneas de transmisión a 500 kV

LÍNEA DE TRANSMISIÓN (i – j)	Lado que se energiza la línea	Voltaje previo en i (p.u)	Sobrevoltaje en i (p.u)	Sobrevoltaje en lado j (p.u)
EL INGA – SAN RAFAEL 1	EL INGA	1,02	1,079	1,15
SAN RAFAEL – COCA CODO 1	SAN RAFAEL	1,03	1,17	1,16
EL INGA - SAN RAFAEL 2	EL INGA	1,027	1,072	1,163
CHORRILLOS – TISALEO	CHORRILLOS	1,002	1,034	1,189
	TISALEO	1,026	1,127	1,255
EL INGA - TISALEO	EL INGA	1,025	1,028	1,146
	TISALEO	1,017	1,098	1,157

Tabla 3: Sobrevoltajes y corrientes Inrush originados en la energización de los transformadores 230/500 kV

Transf. 230/500 kV	Lado que se energiza	Voltaje previo lado de alta (p.u)	Sobrevoltaje lado de alta (p.u)	Corriente inrush fase a (kAp)
El Inga	500 kV	1,02	1,63	1,24
San Rafael	500 kV	1,02	1,24	2,1
Tisaleo	500 kV	1,04	1,25	0,798
Chorrillos	500 kV	1,02	1,34	0,719

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo presenta una metodología de modelación de elementos del Sistema Nacional Interconectado para el análisis de transitorios electromagnéticos en el Simulador Digital en Tiempo Real HYPERSim. En este sentido, se modelaron y verificaron los modelos matemáticos de las líneas de transmisión y transformadores del sistema eléctrico ecuatoriano, considerando para ello directrices de modelación y simulación apropiadas.

Se utilizó en las simulaciones el modelo de líneas de transmisión con parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia. Sin embargo, los resultados obtenidos no presentan una gran diferencia con los resultados que se obtienen con el modelo con parámetros constantes, esto debido al tipo de estudio que se realizó en este trabajo, en donde la frecuencia de oscilación de los sobrevoltajes obtenidos no supera el 1 kHz.

Para trabajos futuros, se están desarrollando simulaciones digitales en tiempo real del tipo Hardware-in-the-Loop, que implica la prueba de equipos, por ejemplo, calibración de relés de protección en líneas de transmisión y transformadores, diseño de esquemas de protección, pruebas de controladores (interruptores con mando sincronizado, controladores de generadores, etc.); para obtener la máxima potencialidad del software HYPERSim.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, Quito, 2017.
- [2] G. Argüello, J. Cepeda, D. Echeverría, S. Falcones y J. Layana, «Desafíos en la Implementación de un Laboratorio de Simulación Digital en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia,» 2016.
- [3] J. Bélanger, P. Venne y J. Paquin, «The what, where and why of Real-Time Simulation,» 2010.
- [4] M. Faruque, T. Strasser y G. Lauss, «Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis,» IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, June 2015.
- [5] A. Greenwood, Electrical Transients in Power Systems second edition, New York.
- [6] J. Martinez, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Madrid: McGrawHill, 2008.
- [7] J. Das, Transients in Electrical Systems, Analysis, Recognition, and Mitigation, McGraw Hill, 2010.
- [8] J. Grainger y W. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw Hill, 1996.



- [9] R. Iracheta, «Modelo dependiente de la frecuencia para líneas de transmisión (FD-LINE),» Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N, 2010.
- [10] M. Michalik y E. Rosolowski, Simulation and Analysis of Power System Transients, Wroclaw, 2010.
- [11] J. Cepeda, Evaluación de la vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, Diciembre 2013.
- [12] OPAL-RT Technologies, Montreal, Canada, Real-Time Simulation, «Available: <http://www.opal-rt.com>,» [En línea].
- [13] Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo; Subgerencia Nacional de Planeamiento Eléctrico, Análisis de Transitorios Electromagnéticos de la Línea de Transmisión El Inga - San Rafael 500 kV del S.N.I mediante el Simulador Digital en Tiempo Real HYPERsim, CENACE, Quito, Ecuador, 2016.
- [14] ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS PROGRAM (EMTP) Theory Book, USA, 1995.



Jaime Cristóbal Cepeda Campaña.-

Nació en Latacuntga en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y

2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente se desempeña como Subgerente de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen los sistemas de medición fasorial, la evaluación de la vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Luis Andersson Pazmiño. - Nació en Tulcán, sus estudios secundarios los realizó en el colegio Bolívar de esa misma ciudad. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en mayo del 2018. Sus campos de investigación están relacionados con la

planificación y operación de Sistemas de Potencia, además del análisis de transitorios electromagnéticos.



Diego Echeverría. - Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Se encuentra realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la Universidad Nacional

de San Juan. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.